

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ
ТЕМПЕРАТУРЫ****Нго Тхань Тхао**

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принято считать, что температура бурового раствора оказывает непосредственное влияние на поведение пород на стенке скважины. Среди других эффектов главным является развитие термических напряжений. Теоретическое приложение термических напряжений к изучению устойчивости ствола скважины показало, что в определенных условиях этот эффект может стать определяющим.

В настоящее время показатели эффективности бурения достигаются благодаря регулированию нескольких параметров бурового раствора:

- плотности, которая определяет забойное давление в скважине;
- вязкости, обеспечивающей качественную очистку забоя скважины;
- показателя фильтрации и химического состава, которые способствуют стабильности бурового раствора и снижают загрязнение пласта.

Кроме вышеуказанных параметров, температура бурового раствора может оказывать непосредственное влияние на поведение ствола скважины. Другими словами, температуру бурового раствора можно рассматривать как параметр первого порядка, оказывающий влияние на процесс бурения.

Влияние изменения температуры на поведение пород на стенке ствола скважины можно объяснить несколькими факторами:

1. Изменение температуры вызывает изменение свойств породы жесткости, прочности, ударной вязкости. Под воздействием градиента температуры вокруг ствола скважины происходит осесимметричное изменение жесткости породы. В результате происходит изменение распределения напряжений в прискважинной зоне пласта, что ведет к ограничению зависящей от напряжения жесткости породы. Охлаждение последней может привести к формированию зоны повышенной жесткости у стенки ствола, где в результате концентрации напряжения порода становится более напряженной. Тем не менее, в результате охлаждения прочность материала повышается [2].

2. Циклические вариации температуры во время бурения способствуют изменению свойств горной породы.

3. Неравномерное распределение температуры вокруг ствола повышает термические напряжения.

4. Изменение температуры и связанное с ним изменение объема скелета пористой среды и насыщающих её флюидов влияют на поровое давление. Этот совместный эффект, зависящий от типа породы, не так уж мал, и пренебрегать им нельзя.

5. Характер набухания глинистых пород, как установлено, зависит от температуры. Чем больше нагрета порода, тем выше этот эффект.

6. Во время эксплуатации скважины температура пласта может изменяться, например, в результате закачки воды. Эти изменения могут быть значительными и способствуют развитию термических напряжений в масштабе всего коллектора. Это в свою очередь изменяет поведение стенок скважины.

Наряду с эффектом изменения жесткости пластовой породы, который не очень важен в диапазоне вариаций температуры в ходе нормальных буровых операций, все другие эффекты проявляют одинаковую тенденцию, охлаждение породы способствует снижению уровня напряжений на стенке скважины. В зависимости от первоначального напряженного состояния породы, а также от степени изменения результирующий эффект на устойчивость ствола может быть или положительным, или отрицательным. Это положение обсуждается через термомеханический эффект при упрощающих допущениях, что изменение температуры не влияет ни на свойства породы, ни на поровое давление.

Так как с увеличением глубины скважины температура пластов возрастает, то безусловно будет возрастать и температура промывочной жидкости, движущейся вниз. Выйдя из отверстия долота и поднимаясь в кольцевом пространстве, промывочная жидкость первое время будет продолжать нагреваться. Одновременно определенное количество тепла она будет отдавать жидкости, движущейся вниз внутри колонны буровых труб [1, 2].

На протяжении своего движения восходящий поток раствора (в кольцевом пространстве) отдает тепло нисходящему потоку, а начиная с некоторой глубины - и стенкам скважины; до этой глубины (на которой температура бурового раствора равна температуре стенок скважины) восходящий поток получает тепло от стенок скважины. Таким образом, циркулирующий раствор при движении от забоя до указанной глубины нагревается, а при движении от указанной глубины до устья скважины охлаждается.

Совершенно очевидно, что в случае прекращения циркуляции, находящаяся в скважине промывочная жидкость начнет постепенно нагреваться, в конце концов, может принять температуру пластов. В этом случае температура в скважине будет изменяться с глубиной уже по тем зависимостям, которые были справедливы для простаивающих скважин. С возобновлением процесса циркуляции температура в скважине снова начнет падать.

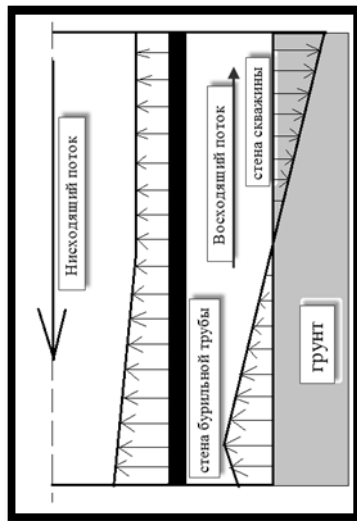


Рис. 1 – Схема теплообмена между буровым раствором и стенками скважины

Расчет распределения температуры бурового раствора и стенок скважины во время бурения достаточно сложен. Этот вопрос послужил предметом многочисленных работ с использованием числовых расчетов. Однако их практическое применение чаще проблематично.

Температура на забое скважины после нескольких циклов циркуляции [3]:

$$T_{забой} = 0,33 \cdot T_0 + 0,67 \cdot T_{пл} \quad (1)$$

где T_0 – температура нейтрального слоя Земли [$^{\circ}\text{C}$],

$T_{пл}$ – известная температура на глубине $H_{пл}$ [$^{\circ}\text{C}$].

Температура выходящего из скважины потока [3]:

$$T_{выход} = 0,67 \cdot T_0 + 0,33 \cdot T_{пл} \quad (2)$$

Температура бурового раствора, закачиваемого в буровую колонну (температура нисходящего потока на входе в буровую колонну):

$$T_{вход} = T_{выход} + \Delta T_{выход} \quad (3)$$

$\Delta T_{выход}$ – уменьшение температуры раствора в наземной циркуляционной системе, зависящее от температуры атмосферы и конструкции этой системы и равное 7°C .

Средняя температура в скважине [3]:

$$T_{ср.с} = 0,53 \cdot T_{пл} + 0,45 \cdot T_0 \quad (4)$$

Очевидно, что температура бурового раствора зависит от многих факторов: глубины, диаметров скважины, обсадных и буровых труб, геотермического градиента, расхода бурового раствора, типа породоразрушающего инструмента, и также различных теплофизических свойств. Для расчёта температуры бурового раствора в процессе промывки забоя большинство исследователей употребляют следующие методы: графический, аналитический и эмпирический.

Распределение напряжений на стенке скважины в результате изменения температуры может выражаться в следующей формуле [3]:

$$\Delta\sigma_{\theta} = \Delta\sigma_z = \frac{\alpha \cdot \Delta T \cdot E}{1 - \nu} \quad \Delta\sigma_r = 0 \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного теплового расширения [$^{\circ}\text{C}^{-1}$];

ΔT – перепад температуры между стенкой ствола скважины и отдаленной областью пласта;

E и ν – коэффициенты упругости материала.

Для известняка были определены следующие характеристики упругости:

$$E = 35 (\text{ГПа}) \quad \nu = 0,2 \quad \alpha = 8 \cdot 10^{-6} (^{\circ}\text{C}^{-1}) \quad (6)$$

Оцененное охлаждение ствола на 20°C дает снижение тангенциального напряжения на 7 МПа.

Роль тепловых эффектов в обеспечении устойчивости ствола существенна во всех скважинах. Тепловые эффекты, следовательно, необходимо учитывать при анализе осложнений в пробуренных скважинах, исходя из чего, должна вырабатываться стратегия последующего бурения [1].

Тепловые эффекты особенно важно учитывать в таких случаях, как:

- интервалы бурения на небольшой глубине, когда сравнительно важным может оказаться нагрев;
- отсутствие глинистой корки, небольшой угол трения и высокие значения модуля Юнга, которые характерны для глинистых пород;
- бурение многолетнемерзлых горных пород.

Наряду с признанием факта существования этого явления интересно рассмотреть температуру в качестве регулируемого параметра. На температуру бурового раствора могут влиять его тип, расход и потери давления, однако наиболее эффективным способом её снижения является охлаждение бурового раствора на поверхности. Выход из скважины бурового раствора на поверхность может привести к снижению эффекта нагрева верхней части ствола, уменьшению температуры на забое во время бурения и даже способствовать большей продолжительности периода отсутствия циркуляции бурового раствора без полного восстановления температуры в скважине.

Литература

1. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: изд-ство «Летопись», 2005г. – 664с.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309с.
3. Есьман Б.И., Дедусенко Г.Я., Яишникова Е.А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважины – Москва: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 153с.